

CARACTERIZACIÓN PALEOAMBIENTAL Y SECUENCIAL DE RESERVORIOS DE LA FORMACIÓN MULICHINCO EN EL YACIMIENTO AGUADA DEL CHIVATO (SECTOR NORORIENTAL DE CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA): SU CONTRIBUCIÓN PARA EL DESARROLLO DE UN CAMPO AÚN INMADURO

Alejandro Liberman¹, Ernesto Schwarz², Gonzalo D. Veiga²

1: Medanito S.A., Alsina 771, C1087AAK, Buenos Aires, Argentina. adliberman@medanito.com.ar

2: Centro de Investigaciones Geológicas (UNLP - CONICET), Calle 1 644, B1900TAC, La Plata, Argentina.
eschwarz@cig.museo.unlp.edu.ar

Palabras clave: **Cuña de mar bajo, Mulichinco Formación, Estratigrafía secuencial, Aguada del Chivato, Caracterización de reservorios**

ABSTRACT

Paleoenvironmental and sequence-stratigraphic reservoir analysis of the Mulichinco Formation in the Aguada del Chivato Field (Northeast sector of the Neuquén Basin, Argentina): Its contribution to the development of a yet immature field

The Aguada del Chivato field is located in the northeastern part of the Neuquén Basin. The main reservoir of this field is the Mulichinco Formation composed by sandstones, calcareous sandstones, limestones and shales deposited in continental, transitional and open-marine environments.

Based on core, cutting and electrical log data a paleoenvironmental and sequence-stratigraphic analysis was done. Nine facies associations were recognized and interpreted. Key stratigraphic surfaces were identified and assigned a hierarchy level using well control and sequence-stratigraphic approach. As a result, the evolution of the unit in the field can be summarized in four stratigraphic sections, which represent different accumulation systems and progradational or retrogradational conditions. Section A represents a fluvial to delta plain system, section B represents a mixed (carbonate-siliciclastic) marginal and shallow-marine system, section C is interpreted as a deltaic system with facies representing delta plain to prodelta settings, and finally, section D reflects the instauration of an estuarine system.

Additionally, petrophysical properties of more than 500 core plugs were grouped by facies associations defining reservoir-type to non-reservoir type facies. This information was then combined with the paleoenvironmental model and the sequence-stratigraphic framework.

Based on these results it has been possible to build a 3-D geological model that will allow predicting the main characteristics of the different reservoirs levels and their location within the Aguada del Chivato field. Thus, the implementation of more efficient development plans can be made for this immature hydrocarbon field.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Aguada del Chivato se ubica en el sector nororiental de la Cuenca Neuquina. Su descubrimiento data del año 1966 cuando YPF perfora el pozo YPF.Nq.ACh.x-1 para explorar una estructura anticlinal de rumbo NNO-SSE en el área de Rincón de los Sauces. La compañía Medanito S.A. toma la concesión del bloque en el año 1995 y desde entonces ha aumentado la producción año tras año. En términos de su producción y potencial, el yacimiento Aguada del Chivato es aún hoy, casi 50 años luego de su descubrimiento, un campo inmaduro.

La principal unidad productiva en el yacimiento Aguada del Chivato es la Formación Mulichinco, la cual constituye uno de los principales reservorios convencionales de la Cuenca Neuquina. En el yacimiento, esta unidad comprende una alternancia de areniscas, areniscas calcáreas, calizas y pelitas con arreglos de apilamiento distintivos y una alta variabilidad de facies tanto en la vertical como lateralmente. La falta de un modelo depositacional de detalle impedía visualizar aspectos fundamentales en el control de reservorios, como la dirección predominante de suministro clástico, geometría y orientación de los cuerpos arenosos y heterogeneidades verticales y laterales deducidas de la historia de producción. Por otra parte, esta unidad es productora de hidrocarburos tanto al norte (*e.g.* Cañadón Amarillo) como al sur (*e.g.* Volcán Auca Mahuida) del yacimiento Aguada del Chivato. Sin embargo, la caracterización facial y de reservorios confeccionadas para esas dos regiones (Schwarz *et al.*, 2008; Schwarz *et al.*, 2013) posee pocos puntos de comparación con la sucesión productiva en Aguada del Chivato.

De manera de construir modelos paleoambientales y secuenciales que permitieran explicar y visualizar con mayor precisión los reservorios identificados, así como reconocer nuevas oportunidades, se definieron los siguientes objetivos para este trabajo: a) Presentar un análisis de facies sobre testigos corona de la unidad para definir la influencia de diferentes procesos de transporte y acumulación; así como establecer las sucesiones verticales presentes a diferentes escalas; b) definir sistemas de acumulación que caracterizan a la unidad y su variabilidad vertical y lateral; c) reconocer superficies clave que permitan delimitar paquetes genéticamente relacionados y construir un esquema secuencial para el yacimiento; y d) vincular los modelos paleoambientales y secuenciales propuestos con la posible geometría, distribución y extensión de potenciales niveles reservorio, para luego combinar esta caracterización con las propiedades petrofísicas medidas en coronas.

El presente trabajo forma parte de un estudio de mayor envergadura llevado a cabo en conjunto con el Centro de Investigaciones Geológicas (UNLP-CONICET) en el año 2012. Schwarz y Veiga (2012) prepararon un informe completo y pormenorizado para Medanito S.A.

MARCO GEOLÓGICO Y ANTECEDENTES

La Cuenca Neuquina es considerada una cuenca de retroarco, desarrollada en el centro-oeste

de la Argentina durante el Jurásico-Cretácico. Está limitada al oeste por el cordón andino y al este por el Bloque de la Sierra Pintada (noreste) y el Macizo Nordpatagonico (sureste, Figura 1, A). Diversos autores (Digregorio *et al.*, 1984; Mpodozis y Ramos, 1989; Legarreta y Uliana, 1991; Howell *et al.*, 2005) han analizado y discutido las principales etapas de la configuración, relleno y evolución estructural de la cuenca. La Cuenca Neuquina se ha desenvuelto como un depocentro sedimentario durante los tiempos del Mesozoico y del Cenozoico, donde fueron depositados, desde el Triásico superior al Paleoceno, más de 6.000 m de sedimentos marinos y continentales (Gulisano, 1981; Gulisano *et al.*, 1984; Legarreta y Gulisano, 1989).

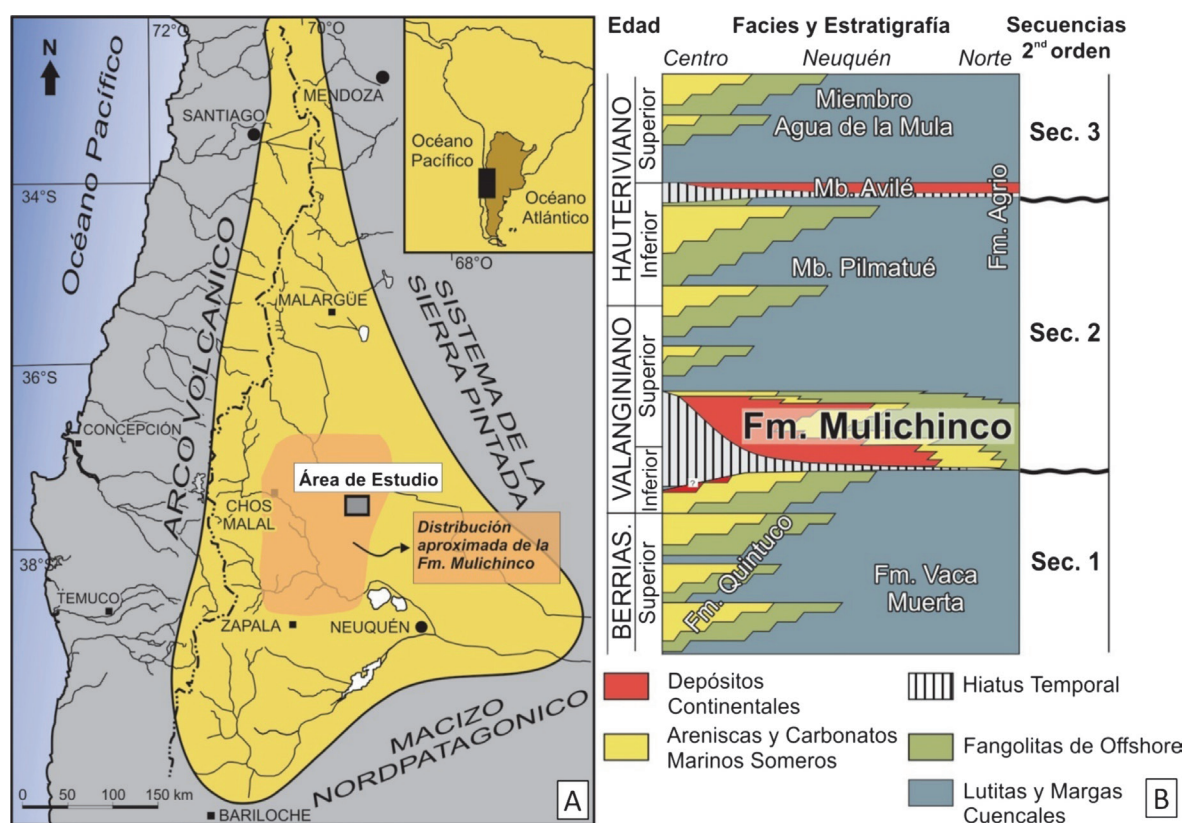


Figura 1. A) Mapa de ubicación (tomado de Schwarz, 2012). B) Cuadro estratigráfico para las formaciones Vaca Muerta, Quintuco, Mulichinco y Agrio (Modificado de Schwarz *et al.*, 2006)

En este contexto, la Formación Mulichinco, descrita originalmente por Weaver (1931), forma parte del Grupo Mendoza y constituye un paquete predominantemente arenoso compuesto por sedimentitas continentales, transicionales y marinas intercalado entre dos unidades marinas en las que prevalecen sedimentitas de grano fino (Groeber, 1946; Schwarz *et al.*, 2011). La Formación Mulichinco se extiende desde Zapala hasta el extremo sur de Mendoza (Figura 1, A) y gran parte de su extensión se registra actualmente en el subsuelo, donde constituye reservorios desde convencionales a no convencionales.

El comienzo del desarrollo de esta unidad está marcado por un abrupto descenso relativo del nivel del mar (Gulisano *et al.*, 1984), asociado probablemente a una inversión tectónica en el

Valanginiano Temprano (Vergani *et al.*, 1995; Schwarz *et al.*, 2006). La combinación de estos efectos ha generado una secuencia de mar bajo de segundo orden (Figura 1, B), que presenta rápidos cambios de facies, tanto laterales como verticales, que han sido descriptos en detalle en los afloramientos de la zona de Faja Plegada, desde el río Agrio hasta el norte de Neuquén (Schwarz, 2003; Schwarz y Howell, 2005). Como resultado de esto, la Formación Mulichinco, de unos 200 a 400 m de potencia, posee una compleja arquitectura interna en la que se identifican cortejos de mar bajo, transgresivos y de mar alto de menor jerarquía sobreimpuestos a la cuña de segundo orden (Schwarz y Howell, 2005; Schwarz *et al.*, 2006). La edad de la sucesión, según el registro amonitifero, está comprendida entre el Valanginiano Temprano y el Valanginiano Tardío (Figura 1, B).

YACIMIENTO AGUADA DEL CHIVATO

El bloque Aguada del Chivato-Aguada Bocarey se ubica unos 10 km al sur de la localidad de Rincón de los Sauces en el sector nororiental de la provincia de Neuquén. Posee una superficie total de 82 km² aunque el desarrollo principal se encuentra en la zona central del yacimiento Aguada del Chivato, que posee unos 20 km² con 44 pozos perforados, de los cuales 29 fueron realizados por la compañía Medaniro (Figura 2). El principal reservorio de este yacimiento lo constituyen las

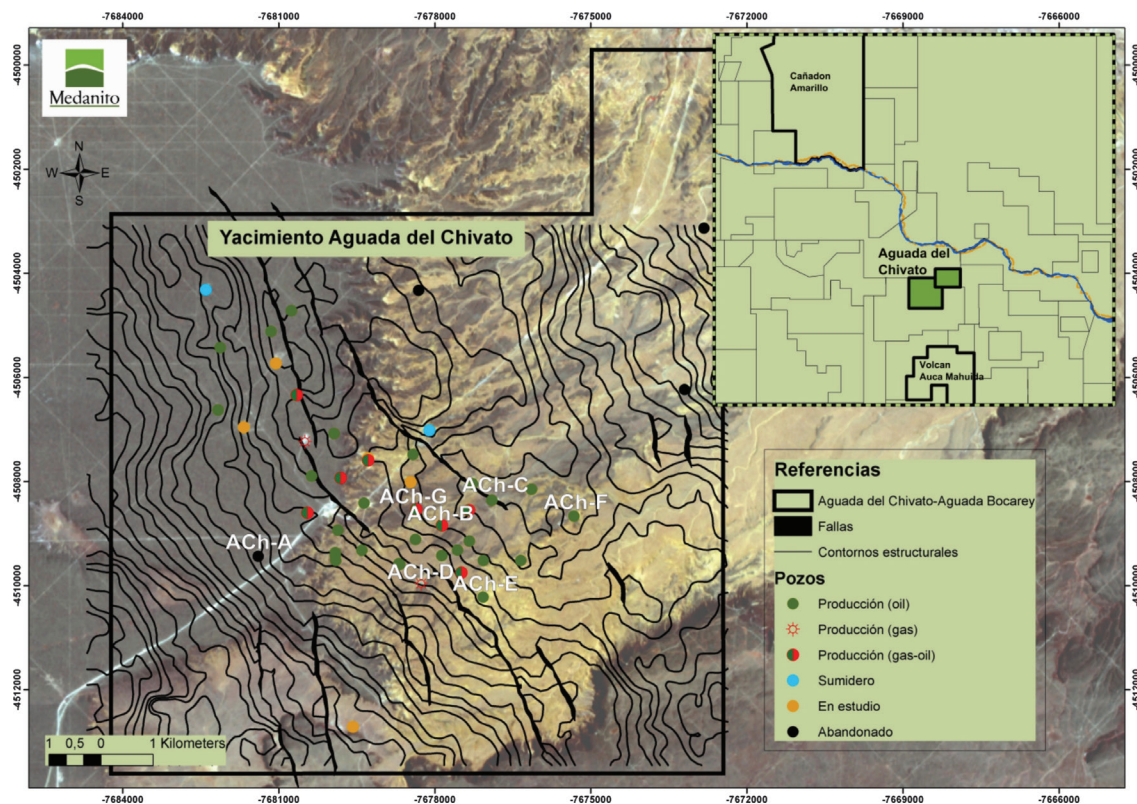


Figura 2. Mapa de detalle del área de estudio con la ubicación de los pozos utilizados en este trabajo. Sobreimpuesto se demarca la estructura y las fallas principales (a nivel de Fm Tordillo).

areniscas, areniscas calcáreas y carbonatos de la Formación Mulichinco. La producción actual ronda los 300 m³/día y el yacimiento tiene una producción acumulada de 640 Mm³ de petróleo con un volumen original *in situ* de 21,7 MMm³. Estos números dan una idea del potencial del yacimiento.

En el yacimiento, la Formación Mulichinco se encuentra por encima de los depósitos de margas, calizas y pelitas bituminosas de la sucesión Quintuco - Vaca Muerta y es cubierta por sedimentos de origen marino representados por el Miembro Pilmatué de la Formación Agrio. Posee un espesor promedio de 140 m con un ligero aumento de este a oeste.

En el yacimiento Aguada del Chivato la trampa es predominantemente de tipo estructural. La estructura está compuesta por un suave anticlinal de rumbo NO-SE vinculado a fallas profundas

de los hemigrábenes triásicos (Cristallini *et al.*, 2006) que ejercieron un fuerte control sobre las unidades superiores (Figura 2).

Los reservorios de la Formación Mulichinco se encuentran a profundidades promedio de 2100 mbbp, las porosidades varían entre 8 y 22% y las permeabilidades oscilan entre 10 y 500 mD. Históricamente la unidad se subdividía en 3 (o 4) intervalos basados en la respuesta eléctrica de perfiles y características litológicas (Figura 3). Los límites entre intervalos poseen continuidad en todo el yacimiento y tienen una correlación regional, pero no se conocía a ciencia cierta, hasta el momento, su significado genético.

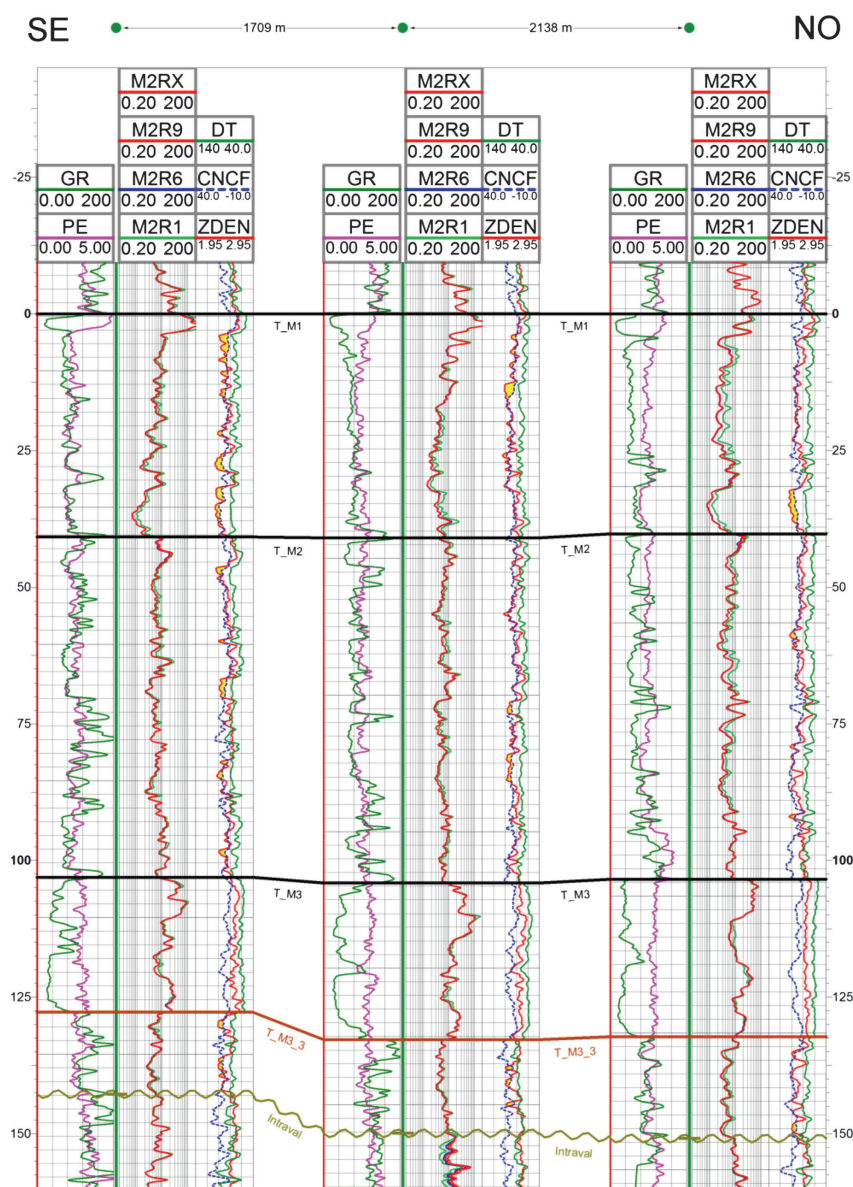


Figura 3. Corte horizontalizado al tope de la Fm Mulichinco de 3 pozos en el sector central del yacimiento mostrando los intervalos M1, M2 y M3 utilizados hasta el momento.

METODOLOGÍA

El estudio de la Formación Mulichinco se basó en el análisis de testigos corona pertenecientes a 7 pozos con un total de 280 m de roca relevados. La distribución vertical de estos testigos permitió analizar el intervalo de la Formación Mulichinco en su totalidad (Figura 4). Por otra parte, se revisaron las imágenes resistivas de dos pozos que abarcan el intervalo completo de la unidad, así como los perfiles eléctricos de todos los pozos disponibles al momento del estudio, con el fin de poder realizar una correlación con el resto de los pozos del yacimiento.

Con toda esta información se confeccionaron perfiles columnares de los testigos corona a escala 1:100, se definieron facies y asociaciones de facies, se reconocieron arreglos estratales verticales a diferentes escalas, se interpretaron superficies clave y se realizó un análisis de la evolución vertical de la unidad. En forma subsecuente, se combinó la caracterización de reservorios desde un punto de vista sedimentológico (facies, espesores, heterogeneidad, conectividad, geometría, etc), con la información petrofísica de más de 500 *plugs* de tres testigos de corona.

SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS Y ASOCIACIONES DE FACIES

Sobre la base de la descripción sedimentológica de los testigos de corona se reconocieron 9 asociaciones de facies (AFs) para la Formación Mulichinco en el yacimiento Aguada del Chivato, de las cuales seis asociaciones son silicoclásticas, dos poseen proporción significativa de carbonatos esqueléticos y en una dominan los componentes carbonáticos. En conjunto las asociaciones de facies representan condiciones muy variadas de sedimentación, incluyendo sistemas continentales, de transición y netamente marinos.

Mediante la integración de la información de asociaciones de facies y perfiles eléctricos se reconocieron 4 secciones en el yacimiento (Figura 4) que representan diferentes sistemas de acumulación. La Sección A representa un sistema fluvial a planicie deltaica superior. La Sección B representa ambientes marino marginales y someros mixtos (carbonáticos/silicoclásticos). La Sección C representa un sistema deltaico integral (desde prodelta hasta planicie deltaica). Finalmente, la Sección D representa la instalación de un sistema estuarino.

SECCIÓN A

Esta sección posee hasta 15 m de espesor y se apoya en forma abrupta sobre sedimentos finos de origen marino del ciclo Quintuco - Vaca Muerta. Este límite representa la Discordancia Intra-valanginiana, es decir el límite de secuencia de la cuña de mar bajo de segundo orden. El límite

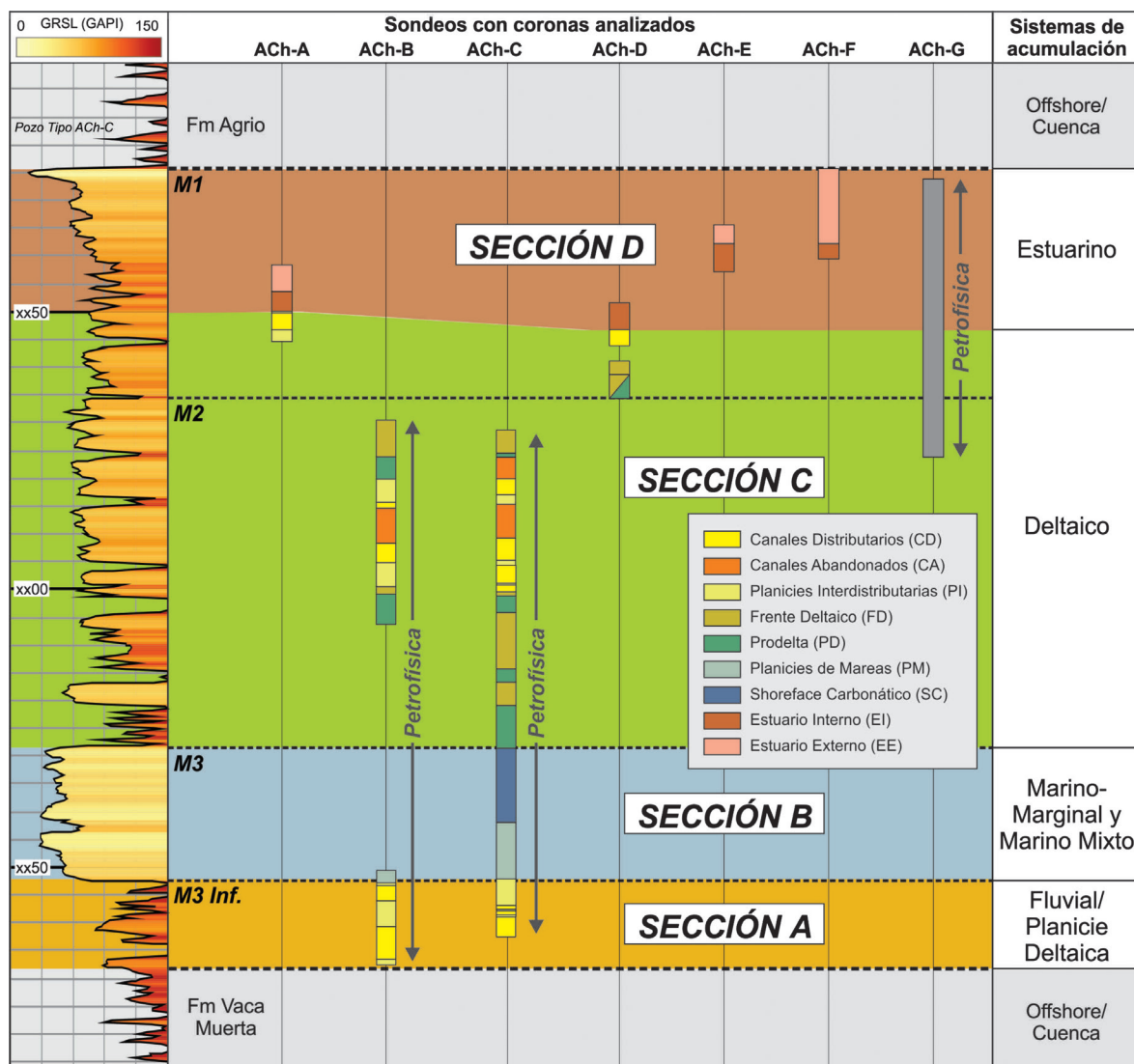


Figura 4. Corte esquemático mostrando las diferentes asociaciones de facies y los sistemas de acumulación interpretados.

superior está representado por la aparición de depósitos mixtos que coinciden con el marker M3 Inf. En esta sección se reconocieron dos asociaciones de facies silicoclásticas que se intercalan recurrentemente: asociación de Canales Fluviales Distributarios y asociación de Planicies Interdistributarias.

Canales Fluviales Distributarios (CD) en una planicie deltaica

En esta asociación de facies dominan areniscas medianas y finas con presencia, comúnmente, de conglomerados de intraclastos pelíticos en la base. Los depósitos presentan estratificación entrecruzada planar tangencial, en artesa y horizontal. Se observa frecuentemente deformación sinsedimentaria. Los cuerpos identificados poseen base erosiva y gradan verticalmente a facies

más finas conformando sucesiones con arreglo granodecrecientes de hasta 3,5 m de potencia (Figura 5, A).

Esta sucesión se interpreta principalmente como depósitos generados por la migración de megaóndulas tridimensionales en canales fluviales distributarios, que en ocasiones se desarrollan por encima de depósitos residuales de fondo de canal.

Planicies Interdistributarias (PI)

Este conjunto de facies está compuesto por una alternancia de capas de limolitas y fangolitas conformando niveles heterolíticos con laminación horizontal. Son frecuentes las marcas de raíces y la deformación sinsedimentaria (Figura 5, A). En menor proporción también intercalan fangolitas laminadas, areniscas muy finas con óndulas escalantes (*climbing ripples*) y areniscas fangosas subordinadas.

Las capas de limolitas y areniscas con óndulas escalantes se interpretan como depósitos de crecidas distales, alternando con períodos de decantación post-crecida representado por sedimentos más finos. En conjunto, las características identificadas en esta sucesión sedimentaria se interpretan como depósitos de planicies interdistributarias, que se desarrollaban lateralmente a los canales inferidos para la asociación anterior.

SECCION B

Esta sección posee aproximadamente 25 m de espesor y se encuentra delimitada por los markers M3 Inf. y M3. Posee un carácter eléctrico distintivo en todo el yacimiento y geometría tabular. Se reconocen dos asociaciones de facies, una con participación mixta de componentes silicoclásticos y carbonáticos y otra dominada por sedimentos carbonáticos.

Planicies Mareales (sub e intermareales) (PM)

Esta asociación de facies se compone de areniscas finas, bioclásticas, con estratificación entrecruzada planar y en artesa en la base. Estos depósitos pasan gradualmente a areniscas con capa plana y/o laminación entrecruzada. Hacia el tope, la sucesión culmina con depósitos heterolíticos laminados de limolitas y fangolitas con variable contenido de costras carbonáticas (Figura 5, B). Se observaron además frecuentes marcas de raíces y laminación crenulada que podrían indicar la presencia de tapetes algales. Toda la secuencia se encuentra afectada por una intensa dolomitización.

Estos depósitos podrían haberse acumulado en ambientes marino-marginales con una fuerte influencia de mareas. Los sedimentos arenosos representarían en general la migración de formas

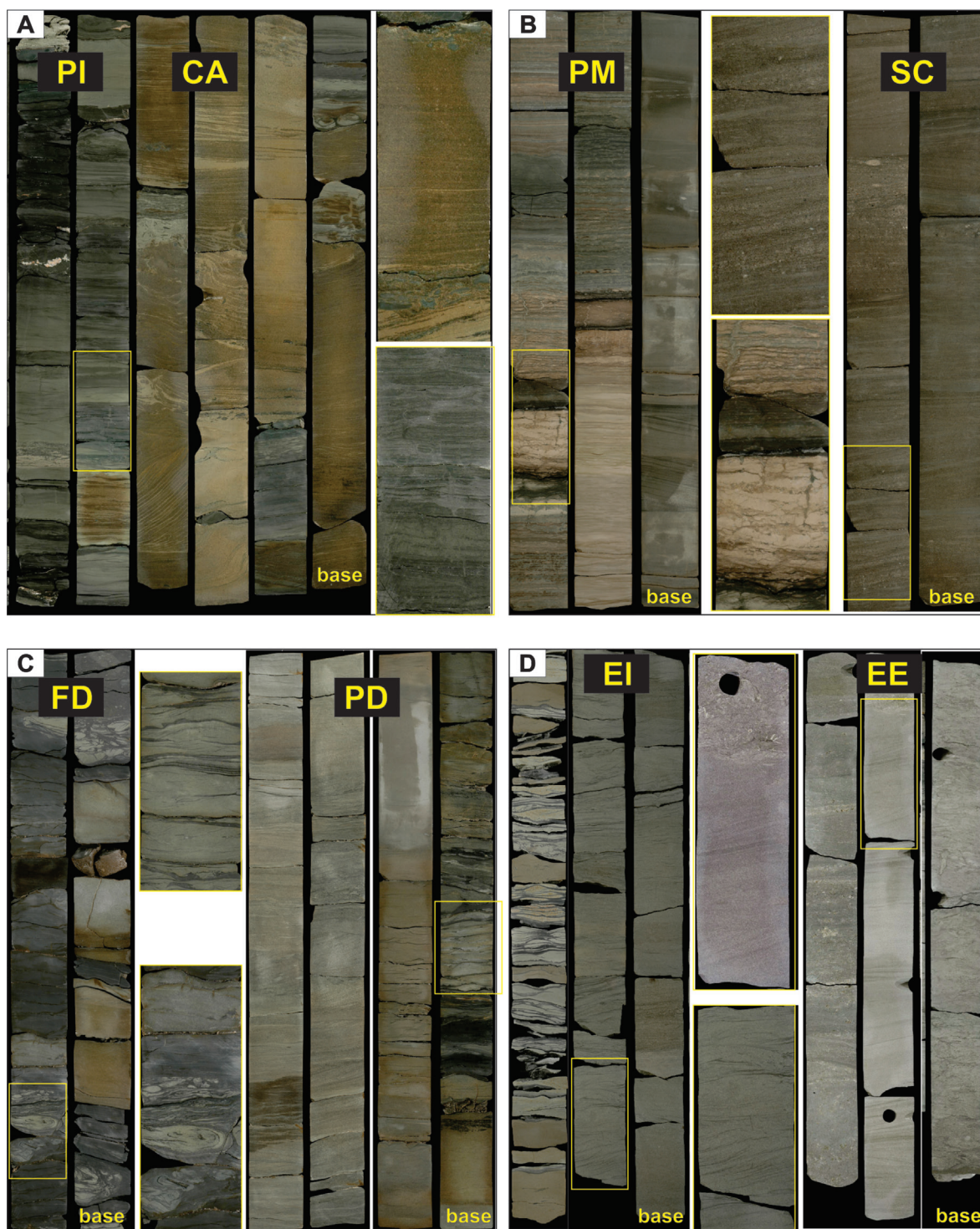


Figura 5. Asociaciones de facies reconocidas. A) Canales Abandonados (CA), Canales Distributarios (CD) y Planicies Interdistributarias (PI). B) *Shoreface* Carbonático (SC), Planicie de Mareas (PM). C) Frente Deltaico (FD), Prodelta (PD). D) Estuario Externo (EE) y Estuario Interno (EI). Los tramos de corona miden 1 m.

de lecho asociadas a ambientes de planicies submareales, en cambio los niveles heterolíticos más finos, condiciones intermareales del sistema.

Shoreface Carbonático (SC)

Esta asociación de facies incluye grainstones oolíticos-esqueletales y *packstones* finos dominantes (Figura 5, B), que hacia el tope se intercalan con areniscas mixtas. Entre las partículas esqueléticas se observan abundantes restos de bivalvos, gasterópodos y equinoideos. Las estructuras sedimentarias se encuentran bien preservadas lo que indica que la bioturbación es nula a muy escasa. Entre las estructuras observadas se puede mencionar estratificación entrecruzada planar tangencial, en artesa, capa plana y laminación ondulítica. En algunos sectores se ven recubrimientos de arcilla. La secuencia posee algunos arreglos granodecrecientes desde grainstones dominantes a *packstones* (menores a 3 metros). Se observa una dolomitización moderada a baja en general, que hacia el tope se vuelve más intensa.

La presencia de fauna de equinoideos en el registro sedimentario indicaría un ambiente de salinidad normal, lo cual sugiere un ambiente marino abierto y no restringido. Por su parte, las texturas bien seleccionadas y las estructuras mecánicas sugieren un ambiente de alta energía y corrientes unidireccionales persistentes en el tiempo. En conjunto, esta asociación de facies podría representar las porciones someras de un sistema marino en donde la producción carbonática superaba ampliamente al aporte terrígeno extracuenal.

SECCIÓN C

Es la sección más potente, alcanzando unos 80 m de espesor. Posee base neta (coincidente con el *marker* M3) y un arreglo interno complejo, con sucesiones granocrecientes de diferentes escalas. Se reconocen 5 asociaciones de facies silicoclásticas que definen en conjunto un ambiente deltaico característico. Las asociaciones de facies reconocidas son las siguientes: Prodelta, Frente Deltaico, Canales Distributarios, Planicie Interdistributaria y Canales Abandonados.

Prodelta (PD)

Esta asociación de facies está compuesta por intervalos potentes de pelitas con alguna intercalación de capas finas de areniscas eventualmente. Entre los depósitos pelíticos dominan las fangolitas y los intervalos heterolíticos lentiformes. Se observa una intensa deformación sinsedimentaria y es común la presencia de grietas de sinéresis. Es característica la nula a muy baja bioturbación (*Planolites*). Intercalan capas decimétricas de areniscas muy finas a finas, con base plana y/o deformadas y en algunos sectores se observaron intraclastos pelíticos (Figura 5, C). En sentido vertical se observa una mayor participación de capas de areniscas hacia el tope de la sucesión definiendo ciclos granocrecientes.

El predominio de sedimentos finos depositados posiblemente por decantación, en conjunto con la baja bioturbación apuntan a un ambiente predominantemente de baja energía y estresado, debido a una leve colonización del sustrato. Por su parte, las capas de areniscas deformadas sugieren procesos eventuales de mayor energía, probablemente relacionados con flujos densos. En conjunto estos depósitos son interpretados como las facies más distales de un sistema deltaico, es decir un ambiente de prodelta.

Frente Deltaico (FD)

Estos depósitos varían desde niveles heterolíticos con dominio de capas arenosas hasta paquetes de areniscas finas a muy finas. En las areniscas se observan estructuras de capa plana, estratificación entrecruzada tangencial y/o laminación ondulítica. Es frecuente la presencia de recubrimientos de arcilla y/o concentración de material carbonoso y en algunos sectores se observa deformación sinsedimentaria localmente significativa. La bioturbación es nula a muy baja (Planolites). Los depósitos poseen arreglos en ciclos granocrecientes de diferente escala de menos de 1 m hasta varios metros de potencia (Figura 5, C).

La mayor participación de material arenoso respecto del material fino y la presencia de estructuras tractivas es asociado a flujos de mayor energía en un ambiente de frente deltaico. De esta manera, se pudo identificar condiciones de Frente Deltaico distal (mayor distancia de la fuente de agua/sedimentos) y proximal (más cercano a dicha fuente, areniscas más limpias).

Canales Distributarios (CD) y Planicies Interdistributarias (PI)

Estas asociaciones de facies presentan características litológicas similares a las descriptas para la Sección A (Figura 5, A). Se observan depósitos de rellenos de canal de hasta 4 m (mono y multi-episódicos) intercalados con sedimentos finos heterolíticos con abundantes marcas de raíces e intercalaciones delgadas de areniscas correspondientes a depósitos de planicies interdistributarias.

Canales Distributarios Abandonados (CA)

Esta asociación de facies suele aparecer por encima de intervalos que se asignan a canales distributarios y poseen un menor contenido de arena y mayor participación de material fino. Está compuesta por areniscas muy finas y areniscas fangosas con moderada a intensa bioturbación. Se observa un moteado característico y dominan trazas de *Palaeophycus*, *Ophiomorpha* y *Cylindrichnus* (Figura 5, A). Intercalan areniscas con laminación entrecruzada y/o estratificación horizontal. Se pueden definir ciclos granocrecientes de hasta 3 m en los que se registra una disminución de la bioturbación.

La presencia de niveles con moderada a intensa bioturbación y el aumento de participación de material fino son evidencia de una disminución de la energía del medio, que sumado a la relación vertical con facies de la asociación de canales distributarios puede relacionarse con procesos de abandono de canal. Por lo tanto, estos depósitos se interpretan como canales distributarios abandonados.

SECCIÓN D

Posee 25 a 30 m de potencia. Su base se reconoce en testigos corona pero es más difusa en perfiles eléctricos. El tope de esta sección marca el final del ciclo sedimentario de la Formación Mulichinco. En este intervalo se identificaron dos asociaciones de facies no presentes en el resto de la unidad, estas son, asociaciones de Estuario Interno (silicoclástica) y de Estuario Externo (mixta).

Estuario Interno (EI)

Esta sucesión se compone predominantemente por paquetes de areniscas finas a medianas con capa plana y estratificación entrecruzada. Son comunes los intraclastos pelíticos y briznas vegetales a lo largo de todo el registro. En cambio se observa una muy pobre actividad orgánica evidenciada por la escasez de bioclastos y bioturbación. Esta secuencia grada verticalmente a areniscas más finas con laminación ondulítica dominante (Figura 5, D). Hacia el tope de la asociación es común la presencia de niveles heterolíticos con estratificación ondulosa y *flaser*. Allí la bioturbación es baja a nula, se observa ocasionalmente la presencia de grietas de sinéresis y en mayor medida restos carbonosos. Se pudo identificar el desarrollo de ciclos granocrecientes de hasta 4 m.

Las sucesiones granodecrecientes dominantes en esta asociación se interpretan como canales fluviales con influencia mareal en el sector más interno de un sistema estuarino. Por su parte, los paquetes granocrecientes heterolíticos podrían corresponder a depósitos de *bay-head* deltas en transición a sectores centrales del estuario.

Estuario Externo (EE)

Esta asociación de facies se desarrolla siempre por arriba de las facies de estuario interno y es predominantemente arenosa. Está compuesta por areniscas muy finas a finas con bioturbación intensa (suite de Ichnofacies de Skolithos). Son comunes los bioclastos desde la base y se vuelven muy abundantes hacia el tope. Los bioclastos muestran moderada a alta fragmentación y orientación preferencial. Intercalan areniscas finas a medianas con estratificación horizontal, entrecruzada y laminación ondulítica (Figura 5, D).

Las estructuras mecánicas y trazas fósiles sugieren un ambiente marino de alta energía con condiciones favorables para la colonización bentónica, tanto para organismos detritívoros, como para bivalvos infaunales (con valvas carbonáticas). De esta manera, y considerando su relación vertical con la asociación anterior (EI), se interpreta a esta asociación como depósitos de complejos de boca de estuario.

EVOLUCIÓN PALEOAMBIENTAL

La superposición de variaciones de menor orden asociadas al nivel relativo del mar en sistemas marino someros y marino marginales durante periodos prolongados de condiciones de mar bajo puede ser muy compleja. Esta situación es evidente en el registro geológico analizado en el yacimiento Aguada del Chivato donde la alta variabilidad vertical y espacial de facies de la cuña de mar bajo de la Formación Mulichinco da lugar a la interpretación de cuatro secciones estratigráficas que representan sistemas de acumulación distintivos.

La **Sección A** se interpreta como un sistema fluvial a planicie deltaica superior (Figura 6). La polaridad del sistema no se puede confirmar, pero el aparente incremento de finos hacia el noroeste y la posible orientación de los canales en la misma dirección (de acuerdo a la interpretación realizada en diferentes cubos de atributos sísmicos), sugieren que el sistema podría haber estado alimentado predominantemente desde el sureste. El arreglo interno de esta sección es difícil de establecer, ya que la proporción de depósitos de canal (y su relación con depósitos finos) no muestra fuertes variaciones en sentido vertical.

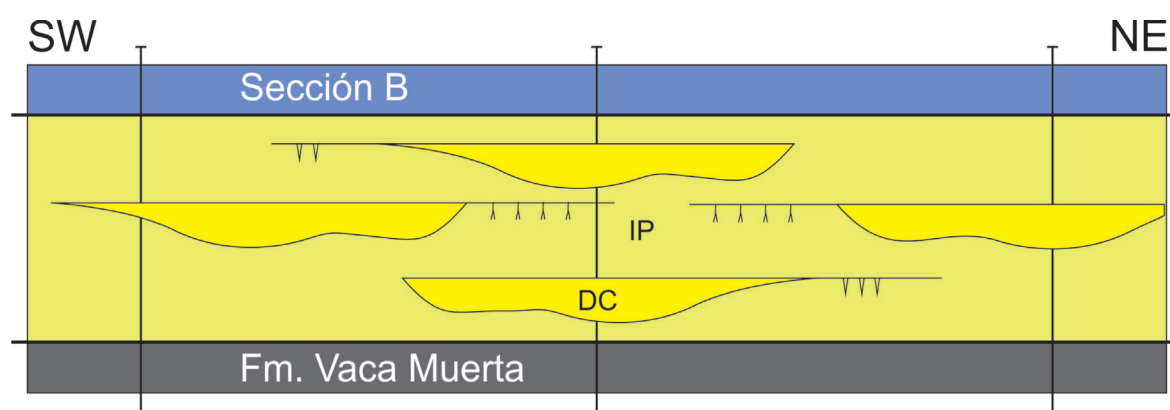


Figura 6. Síntesis esquemática de la sección A en dirección SW-NE.

La **Sección B** representa un fuerte cambio en las condiciones de sedimentación (con respecto a la Sección A), debido a la instalación de un sistema con marcada influencia marina, importante productividad carbonática y bajo aporte de material terrígeno (Figura 6). En las coronas estudia-

das, depósitos de ambientes marino marginales mixtos y marinos abiertos carbonáticos se reemplazan verticalmente registrando un proceso transgresivo interno, es decir, de expansión del medio marino. Sin embargo, con las presentes herramientas no es posible determinar si dicha relación se mantiene todo a lo largo del yacimiento o si hay una interdigitación de estas asociaciones de facies hacia los sectores más distales del mismo.

La **Sección C** representa la instalación de un sistema deltaico y registra tanto las porciones subaéreas como subacuáticas del mismo. Se reconocen ciclos de progradación que involucran paquetes de 30 a 50 metros. El primer ciclo progradaría esencialmente al noroeste, en tanto el segundo ciclo lo haría hacia el oeste-suroeste (Figura 7). Los rápidos cambios laterales de facies representan un desafío al momento de caracterizar intervalos estratigráficamente similares.

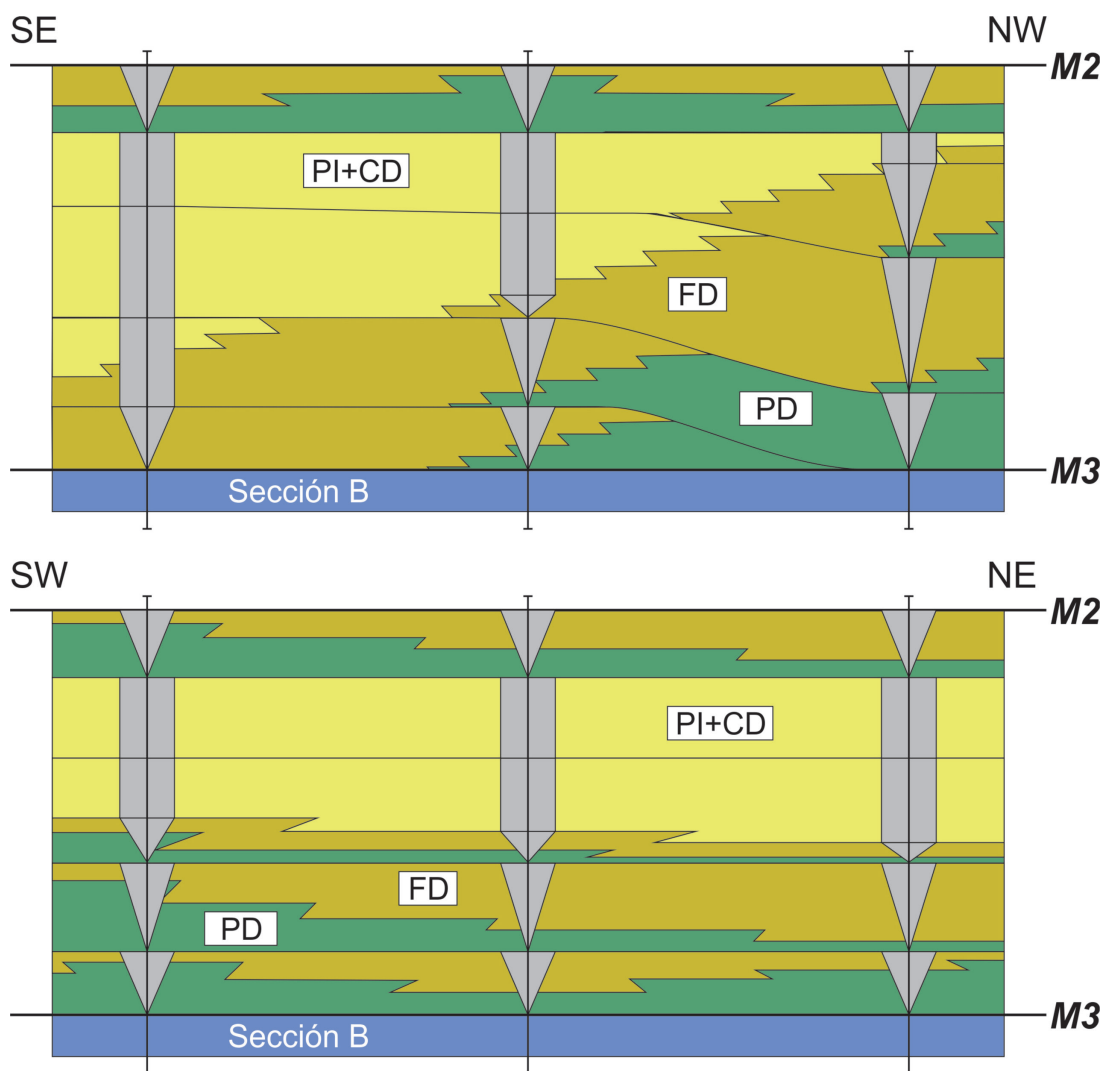


Figura 7. Síntesis esquemática de la sección C en dirección SE-NW (arriba) y SW-NE (abajo).

Por último, la **Sección D** representa la instalación de un sistema estuarino cuyo desarrollo se extiende en todo el yacimiento. Internamente se reconoce una progresiva expansión de las facies con mayor afinidad marina (Estuario Externo). La evolución de un sistema estuarino implica la progresiva sustitución de las facies de estuario interno y medio por las más externas con mayor influencia marina (Figura 8). El incremento de participación esquelética en el tope podría estar relacionado con un mínimo de aporte terrígeno.

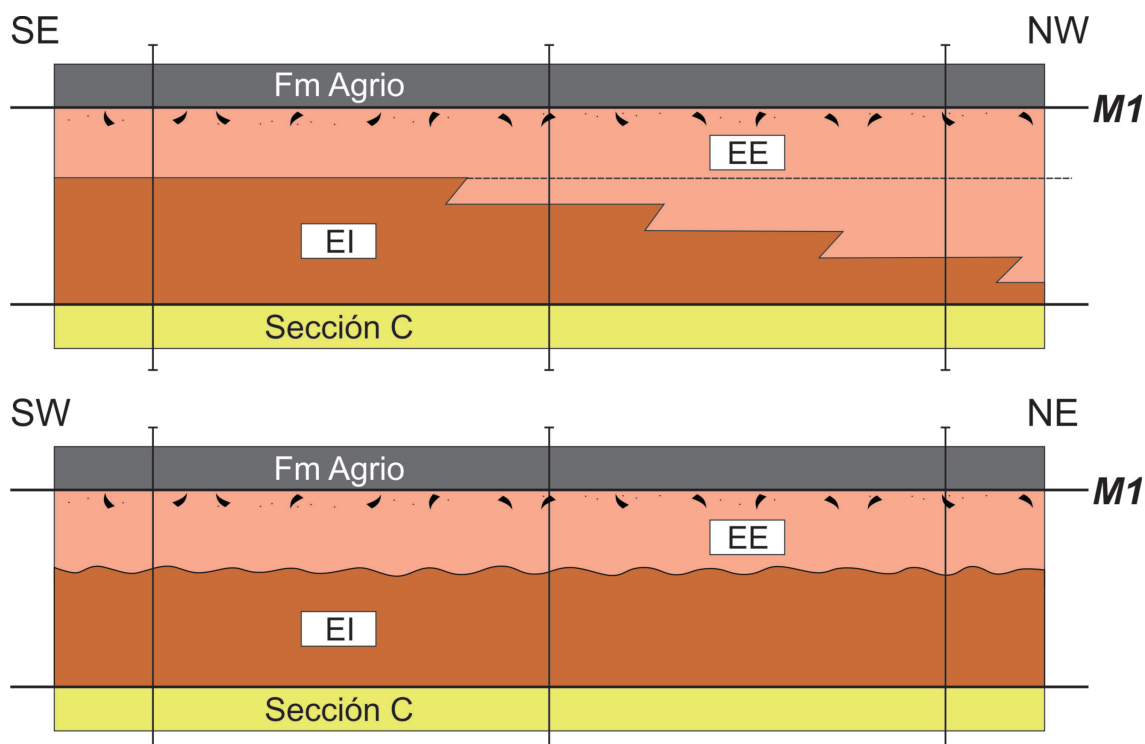


Figura 8. Síntesis esquemática de la sección D en dirección SE-NW (arriba) y SW-NE (abajo)

ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO-SECUENCIAL

Una vez definidos los distintos sistemas de acumulación de la Formación Mulichinco se procedió a realizar un análisis estratigráfico secuencial de los depósitos. Esto implica subdividir a la unidad en paquetes que estén genéticamente relacionados y colocarlos dentro de un marco cronoestratigráfico, observar la relación vertical de los distintos sistemas de acumulación y realizar una jerarquización de estos paquetes y de las superficies que los limitan. Las superficies clave identificadas juegan entonces un rol fundamental en el análisis estratigráfico y secuencial.

Los depósitos de la Formación Mulichinco en el yacimiento Aguada del Chivato se encuentran limitados en tope y base por sendas superficies de discontinuidad que se infieren como de

carácter regional. La base de la unidad se encuentra definida por un Límite de Secuencia (SB) que marca el estadio más bajo del nivel del mar. Esta superficie correlacionable con la Discordancia Intravalanginiana (Gulisano *et al.*, 1984), constituye una superficie regresiva que se registra en gran parte de Neuquén con diferentes atributos sedimentarios (Schwarz y Howell, 2005; Schwarz *et al.*, 2006; Schwarz y Buatois, 2012). El fin del ciclo de acumulación de la Formación Mulichinco es marcado por una Superficie Transgresiva regional (TS) de la más alta jerarquía generada por la inundación ocurrida en la cuenca durante el Valanginiano Tardío más alto (Miembro Pilmatué de

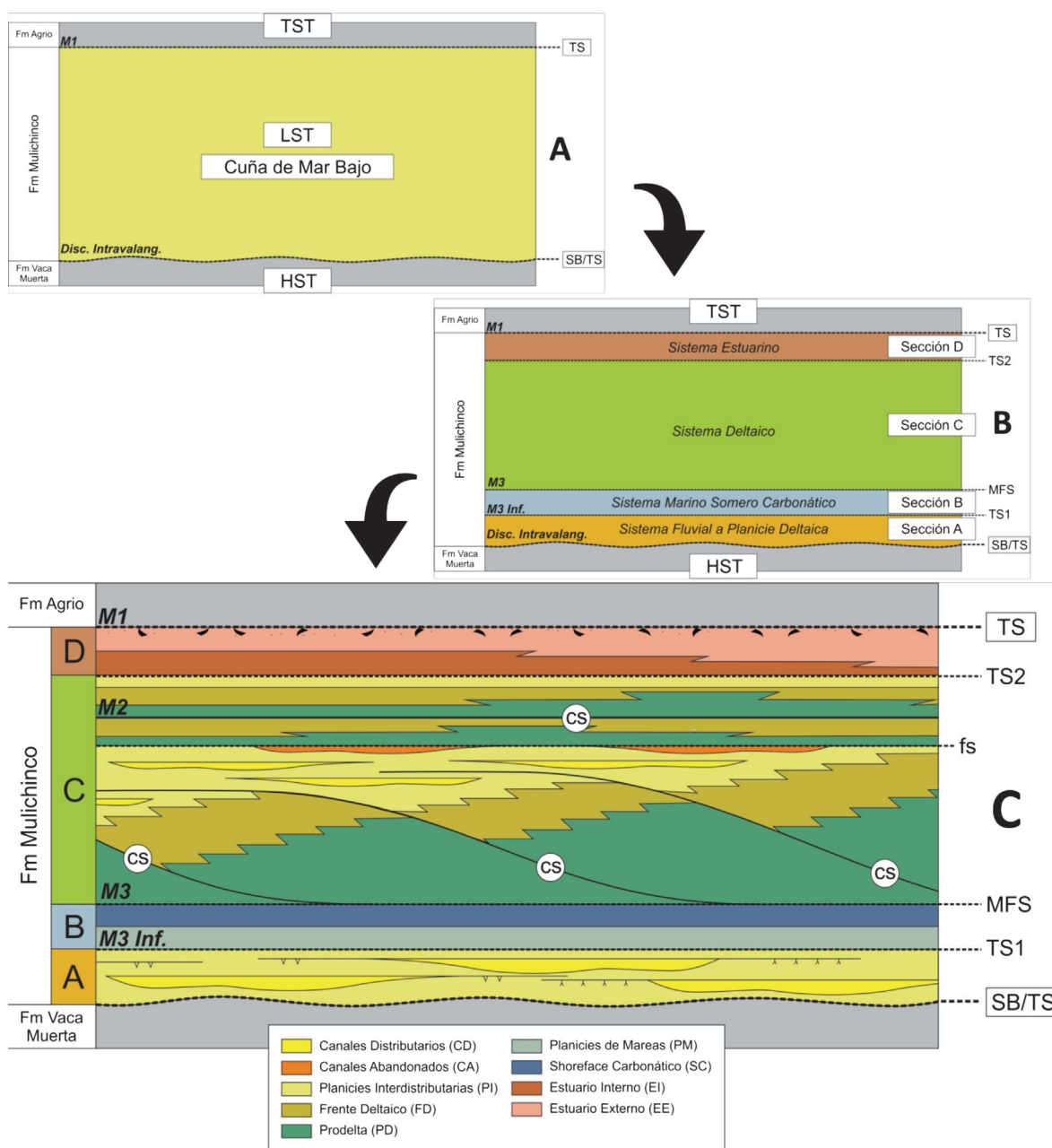


Figura 9. Síntesis del análisis estratigráfico secuencial de la Fm Mulichinco.

la Formación Agrio). En síntesis, desde un punto de vista estratigráfico secuencial se puede definir a la Formación Mulichinco como una Cuña de Mar Bajo (LST) de alto orden (Figura 9, A).

Luego de definir las superficies de mayor jerarquía (segundo orden), es posible identificar superficies internas de menor jerarquía (tercer orden). Estas superficies identificadas poseen una gran importancia ya que marcan grandes cambios en los sistemas de acumulación de la Formación Mulichinco. Las mismas marcan el límite de las 4 secciones estratigráficas definidas en este estudio (Figura 9, B).

De esta manera, la sección A se encuentra delimitada en el tope por una Superficie Transgresiva (TS1) que pone en contacto un sistema de sedimentación marino carbonático por encima de depósitos clásticos transicionales de planicie deltaica. Esto indudablemente muestra una profundización del sistema marcando una inundación generalizada. Esta transgresión marina encuentra su máxima expresión al tope de la sección B donde se observa el pasaje de este sistema marino somero a la progradación de un sistema deltaico. Por lo tanto, es posible definir esta discontinuidad como una Superficie de Máxima Inundación (MFS). La sección C (sistema deltaico) es a su vez delimitada por una segunda Superficie Transgresiva (TS2) que evidencia la instauración de un sistema estuarino modificando así la dinámica del sistema desde uno netamente progradacional a otro retrogradacional.

El análisis de mayor detalle del conjunto de datos y las sucesiones verticales de facies permitió la identificación de superficies de inundación (fs) de menor jerarquía que ponen en contacto facies más profundas por encima de facies someras dentro del mismo sistema de acumulación (Figura 9, C). En el sistema deltaico de la sección C se observa un cambio en la dirección de la progradación del sistema poniendo facies de Prodelta (PD) por encima de facies de Planicie Deltaica (PI+CD). Estas superficies de discontinuidad de menor jerarquía poseen una gran importancia, especialmente en la correlación de pozos relativamente cercanos, ya que condicionan la superposición lateral y vertical dentro de una misma asociación de facies. Son relevantes al momento de relacionar los potenciales reservorios con los arreglos espaciales de las diferentes asociaciones de facies.

Por último, las superficies de menor jerarquía identificadas corresponden a clinoformas (cs) dentro del sistema deltaico (Figura 9, C). Éstas representan sucesivos eventos de progradación deltaica vinculados a procesos autocíclicos. Son superficies clave para la definición de unidades de flujo y en la identificación de posibles barreras dinámicas y/o de la extensión de los potenciales reservorios.

En síntesis, se puede definir entonces a la Formación Mulichinco como un complejo arreglo de sistemas y sub-sistemas depositacionales combinados en paquetes genéticamente relacionados de diferentes jerarquías (Figura 9, C). Esta definición se da a partir del estudio de los sistemas de acumulación y análisis de sus correlaciones en un contexto coherente de evolución estratigráfica, lo cual permite establecer un marco de correlación de unidades a diferentes escalas dentro del yacimiento y en áreas vecinas.

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

Uno de los objetivos de este trabajo fue realizar un análisis de las relaciones existentes entre las características petrofísicas de los reservorios y los sistemas de acumulación identificados. Para ello se realizó la combinación de las propiedades petrofísicas medidas en más de 500 *plugs* de 3 testigos coronas con las asociaciones de facies definidas previamente. Se distribuyeron las propiedades por elementos depositacionales (asociaciones de facies) y se combinaron con datos derivados del modelo de acumulación propuesto (Figura 10). Por lo tanto, al trabajar con un modelo paleoambiental, es posible evaluar otros elementos además de las propiedades petrofísicas como el espesor de las unidades, la conectividad lateral y vertical de los reservorios y el grado de heterogeneidad interna.

La sección B, correspondiente a un sistema carbonático, es la que presenta peores condiciones como reservorio convencional (Figura 10), debido a la intensa dolomitización que afecta a todo el intervalo. Uno de los principales limitantes al momento de caracterizar este reservorio es que

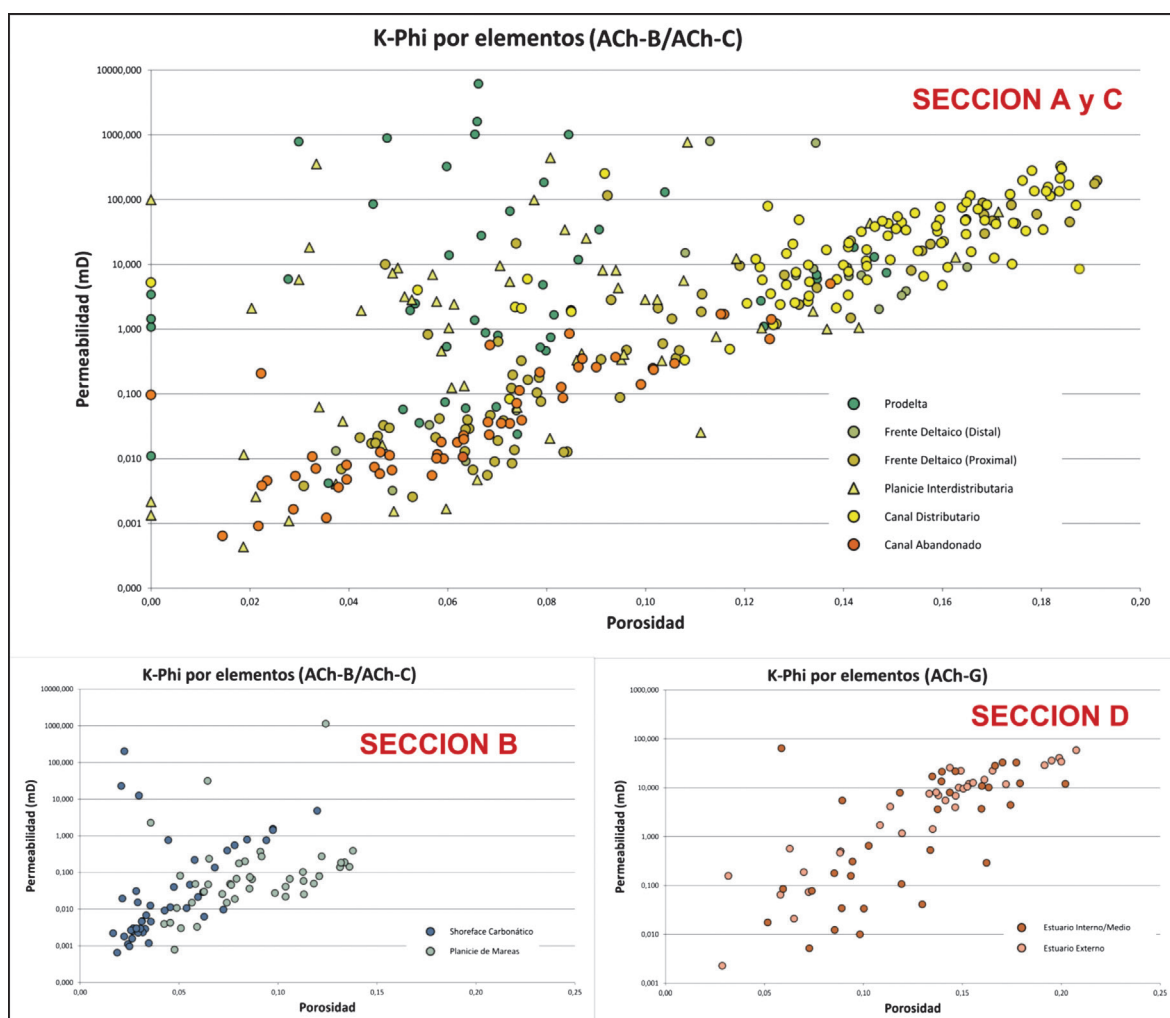


Figura 10. Gráficos Phi-K de 558 *plugs* medidos en los testigos corona agrupados por elementos depositacionales

no se posee un buen control del modelo de facies ya que únicamente hay un pozo con corona en ese intervalo. Estos niveles han sido puestos en producción mediante fracturación hidráulica con resultados dispares aunque poseen un gran potencial dada su extensión, continuidad y buen espesor en todo el yacimiento. Es necesario para el desarrollo y optimización de la producción de esta unidad un estudio más detallado de facies y en especial del modelo diagenético (dolomitización).

Las unidades sedimentarias generadas en los sistemas deltaicos pueden ser divididas en dos de acuerdo a sus características como reservorio. Por un lado, las asociaciones de facies de Planicie Deltaica (secciones A y C) y por otro las facies relacionadas con los términos subácueos de un delta (sección C).

Dentro de las asociaciones de facies de Planicie Deltaica, los Canales Distributarios (CD) poseen las mejores condiciones petrofísicas (Figura 10), además de buenos espesores y una moderada conectividad lateral y vertical. La distribución y proporción de estos elementos en el sector de mayor desarrollo del yacimiento no muestra fuertes variaciones en el sentido vertical ni espacial (Figura 11). Los Canales Abandonados (CA) tienen similar geometría (extensión y orientación) que los canales distributarios y están generalmente asociados a éstos (Figura 11). La principal diferencia es que presentan facies mucho más finas y dolomitización, por lo que las propiedades petrofísicas desmejoran notablemente (Figura 10). Finalmente, los depósitos de Planicie Interdistributaria (PI) incluyen facies arenosas de poco espesor, que, si bien pueden poseer valores de permeabilidad muy buenos, se encuentran desconectadas entre sí y por lo tanto no conformarían reservorios volumétricamente significativos (Figura 11).

En cuanto a las asociaciones de facies de delta subácueo, se puede decir que las facies de Frente Deltaico (FD) proximal son las que poseen mejores perspectivas ya que combinan espesores considerables, relativamente baja heterogeneidad interna (bajo contenido de finos) y buenas propiedades petrofísicas (Figura 10). Una variable a tener en cuenta es la posible existencia de barreras que acompañen a las clinoformas (Figura 11). Por otra parte, hacia porciones más distales del sistema deltaico se incrementa la participación de material fino reduciendo así los espesores útiles y la conectividad interna entre los reservorios. Los potenciales reservorios de las facies de Prodelta (PD) están compuestos por delgadas capas de areniscas que pueden poseer buena calidad de reservorio pero debido a su reducido espesor y su grado de desconexión no presentan buenas perspectivas (Figura 11).

Las unidades sedimentarias acumuladas durante la instalación y evolución del sistema estuario superior poseen, en general, buenas condiciones de reservorio (Figura 11) y no se observa una gran diferencia de las propiedades petrofísicas entre las facies de Estuario Externo y Estuario Interno (Figura 10). Sin embargo, sí existen condiciones sedimentológicas diferentes, condicionadas por los mecanismos y ambientes de acumulación. En los depósitos de Estuario Externo aumenta la conectividad y disminuye la heterogeneidad interna debido a la existencia de facies arenosas limpias con poca cantidad de pausas de fango (Figura 11). Pero el incremento de carbonato bio-

génico re-cementado en el tope de la sección empeora las condiciones petrofísicas en ese sentido. Por su parte, las facies de Estuario Interno estaría caracterizada por cuerpos más discretos, con menor grado de conexión y por el aumento de participación de material fino y pausas de fango que incrementan sustancialmente la heterogeneidad interna (Figura 11).

El análisis combinado de las unidades sedimentarias (asociaciones de facies) pertenecientes a cada sistema de acumulación y sus propiedades petrofísicas no sólo permite la construcción de un modelo geológico predictivo de las características de los potenciales niveles reservorio presentes en el yacimiento, sino que también provee un marco de predicción vertical en función del esquema secuencial elaborado. Asimismo, cabe mencionar que en reservorios de este tipo, las características petrofísicas de los reservorios no solo dependen de su ambiente deposicional y la facies sedimentaria correspondiente, sino que también están gobernadas por los procesos diagenéticos a los que fueron sometidos los depósitos. La diagénesis modifica las características originales de la roca y dependiendo del proceso e intensidad, puede cambiarla totalmente o, inversamente, si el proceso es leve o irrelevante, las características deposicionales serán preservadas. Por lo tanto, la diagénesis y el ambiente deposicional están íntimamente relacionados entre sí.

Esto último es fundamental para el desarrollo de modelos geológicos más confiables que logren representar la complejidad de este tipo de reservorios, combinando modelos paleoambientales con modelos diagenéticos y a su vez con las propiedades petrofísicas de las rocas. A partir de estos estudios integrados es que se podrán reconocer nuevas oportunidades dentro de este campo aún inmaduro.

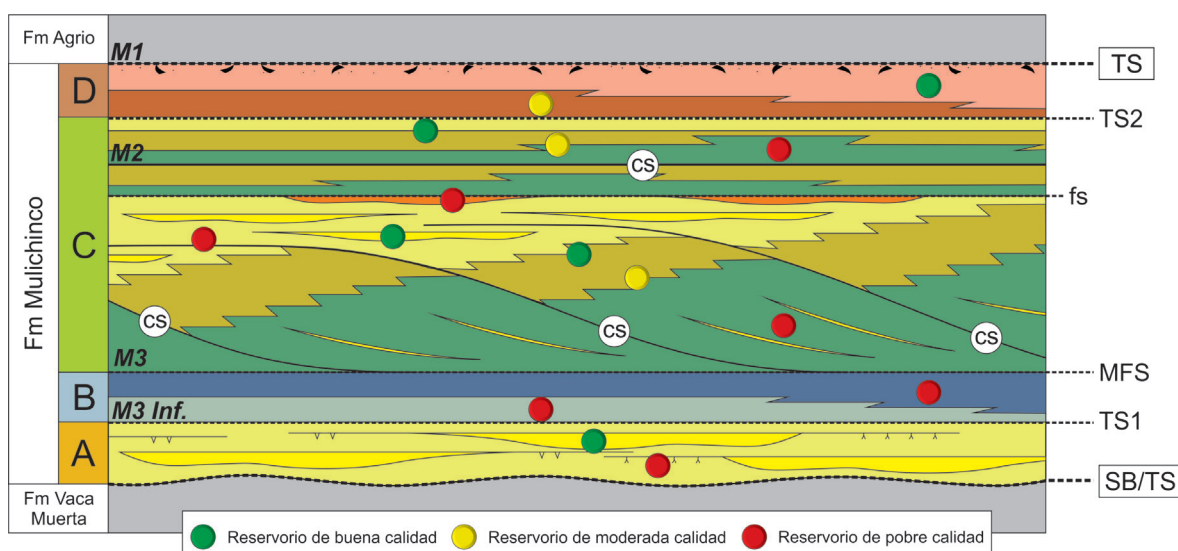


Figura 11. Características de los reservorios reconocidos en el yacimiento Aguada del Chivato y su ubicación en un marco estratigráfico-secuencial.

CONCLUSIONES

El análisis combinado de estudios de testigos coronas y perfiles eléctricos permitió reconocer cuatro secciones estratigráficas dentro de la Formación Mulichinco en el yacimiento Aguada del Chivato. Estos intervalos representan cuatro sistemas de acumulación distintivos, vinculados a su vez con condiciones específicas en la relación entre aporte terrígeno y el nivel relativo del mar, y las características como unidades reservorio.

La Sección A representa un sistema fluvial a planicie deltaica superior cuya instalación se vincula a una brusca migración cuenca adentro de las fajas de facies y significativo aporte clástico (constituye además el inicio de la cuña de mar bajo de 2° orden).

La Sección B evidencia ambientes de acumulación marinos transicionales y marinos someros con alta proporción de componentes carbonáticos. Esta sección refleja una transgresión regional (TS1) y la reducción del aporte terrígeno.

La Sección C representa la reinstauración de un sistema deltaico luego de alcanzada la máxima condición transgresiva (MFS). Se registra una superficie de inundación (f_s) importante a escala del yacimiento dentro de esta sección que también podría estar vinculada con un cambio en la dirección de progradación de los sistemas.

La Sección D representa la instalación de un sistema estuarino y su base constituye una nueva superficie transgresiva de extensión semi-regional (TS2). Internamente este sistema muestra a su vez un arreglo retrogradante, con la progresiva expansión de condiciones con mayor afinidad marina (Estuario Externo).

Se identificó una positiva correlación entre las asociaciones de facies definidas y sus propiedades como reservorios convencionales. Los Canales Distributarios, los depósitos de Frente Deltaico proximal y las facies de Estuario Externo constituyen los elementos con mejores propiedades para conformar reservorios convencionales. Los depósitos de Frente Deltaico distal y de Estuario Interno constituirían reservorios de moderada calidad. Las asociaciones de Planicie Interdistributaria, Canales Abandonados y Prodelta, así como las asociaciones de facies carbonáticas y mixtas de la Sección B, poseen las peores características para conformar reservorios convencionales.

Si bien se logró una buena correlación entre las asociaciones de facies y las propiedades petrofísicas, estudios de los procesos diagenéticos a los que se vieron afectados los reservorios luego de su depositación nos permitirán una mejor caracterización y predicción de la distribución de las características petrofísicas de los mismos. En esta línea, resulta necesario realizar un estudio de tipo de rocas (*Rock Typing*) y unidades de flujo para conseguir un ajuste más fino del modelo de reservorios.

Es importante destacar que las superficies de clinoformas (c_s) del sistema deltaico presentan un verdadero problema al momento de extrapolarlas al resto de los pozos. Lograr un modelo ajustado de correlación de la sección C que represente la heterogeneidad y variabilidad del sistema lateralmente es todavía un desafío para el intérprete que deba trabajar en estos ambientes fósiles.

AGRADECIMIENTOS

A la empresa Medanito S.A. por el apoyo y datos brindados que permitieron la publicación del presente estudio. A todos los compañeros de Medanito que de una forma u otra aportaron algo para llevar a cabo este trabajo. En especial a Julian Stein por la interpretación sísmica y a Marco Gardini por sus comentarios. Por último, una mención especial para LCV que siempre nos recibió de la mejor manera.

REFERENCIAS CITADAS

- Cristallini, E., G. Bottesi, A. Gavarrino, L. Rodríguez, R. Tomezzoli y R. Comeron, 2006. Synrift geometry of the Neuquen Basin in northeastern Neuquen Province, Argentina, en S.M. Kay y V.A. Ramos (eds.), *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquen Basin (35°-39°S lat)*: Geological Society of America, Special Paper 407, p.147-161.
- Digregorio, R.E., C.A. Gulisano, A.R. Gutiérrez Pleimling y S.A. Minitti, 1984. Esquema de la evolución geodinámica de la Cuenca Neuquina y sus implicancias paleogeográficas. IX Congreso Geológico Argentino, Actas II, p. 147-162, Buenos Aires.
- Groeber, P., 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°, 1. Hoja Chos Malal. Asociación Geológica Argentina, Serie C Reimpresiones, 1980, N°1, p. 5-36, Buenos Aires.
- Gulisano, C.A., 1981. El Ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. VIII Congreso Geológico Argentino. Actas I, p. 579-592, Buenos Aires.
- Gulisano, C.A., A.R. Gutiérrez Pleimling y R.E. Digregorio, 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la Provincia de Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino. Actas I, p. 236-259, San Carlos de Bariloche.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A. 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, Central Argentine Andes. International Association of Sedimentology, Special Publication 12, p. 429-450, London.
- Legarreta, L. y C.A. Gulisano, 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior), en G.A. Chebli y L.A. Spalletti (eds.), *Cuencas sedimentarias argentinas*. Instituto Superior de Correlaciones Geológicas, Universidad Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica N° 6, p. 221-243.
- Mpodozis, C. y V. Ramos, 1989. The Andes of Chile and Argentina, en Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T. y J.A. Reimund (eds.), *Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources*. Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Sciences series v.11, p. 59-90, Houston, Texas, USA.
- Schwarz, E., 2003. Análisis paleoambiental y estratigrafía secuencial de la Formación Mulichinco en el sector septentrional de la Provincia del Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de La Plata, Argentina, 303 pp.

- Schwarz, E. y L.A. Buatois, 2012. Substrate-controlled ichnofacies along a marine sequence boundary: The Intra-Valanginian Discontinuity in central Neuquén Basin (Argentina). *Sedimentary Geology* 11/2012, 277-278, p. 72-87.
- Schwarz, E. y J.A. Howell, 2005. Sedimentary evolution and depositional architecture of a Lowstand Sequence Set: Lower Cretaceous Mulichinco Formation, Neuquén Basin, Argentina, en G. Veiga, L. Spalletti, H. Howell y E. Schwarz (eds.), *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*, Geological Society of London, Special Publication, 252, p. 109-138.
- Schwarz, E., L.A. Spalletti y J.A. Howell, 2006. Sedimentary response to a tectonically-induced sea-level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentology*, vol. 53, p. 55-81.
- Schwarz, E., G.D. Veiga, R. Vela y R. Canalis, 2008. Paleoambientes y estratigrafía de la Formación Mulichinco en el yacimiento Volcán Auca Mahuida (Cuenca Neuquina, Argentina). Implicancias para la caracterización de sellos locales. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, p. 1-17, Mar del Plata.
- Schwarz, E., L.A. Spalletti y G.D. Veiga, 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. XVIII Congreso Geológico Argentino, Relatorio, p. 131-144, Neuquén.
- Schwarz, E. y G. Veiga, 2012. Análisis estratigráfico y sedimentológico de la Formación Mulichinco en el Yacimiento Aguada del Chivato (Provincia de Neuquén). Informe preparado para Medanito S.A., Grupo de Sedimentología de Alta Resolución, Centro de Investigaciones Geológicas, La Plata. 38 pp.
- Schwarz, E., G. Alvarez-Trentini y M.E. Valenzuela, 2013. Ciclos mixtos carbonáticos silicoclásticos en el miembro superior de la Formación Mulichinco (Yacimiento Cañadón Amarillo, Cuenca Neuquina Central, Argentina): Implicancias secuenciales y para caracterización de reservorios. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis*. Vol. 20 (1) 2013, p. 21-49.
- Vergani, G.D., A.J. Tankard, H.J. Belotti y H.J. Welsink, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina, en A.J. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink, *Petroleum basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62, p. 383-402.
- Weaver, C.E., 1931. *Palaeontology of the Jurassic and Cretaceous central Argentina*. University of Washington, Memoir, Seattle, 496 pp.